

# LA ADQUISICIÓN, EL PROCESAMIENTO Y LA INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEÓLOGO-GEOFÍSICA UTILIZANDO UN SISTEMA MODULAR COMPLEJO DISEÑADO PARA LOS POZOS DE HIDROCARBUROS DE CUBA.

Norma Rodríguez Martínez, Carlos García Hernández, Ana Luisa Sotolongo García, Lázaro García Parra

## Resumen

Las investigaciones geofísicas de pozos juegan un papel importante en los trabajos de exploración y explotación de los reservorios de hidrocarburos. Se basan en el procesamiento de las señales obtenidas por sondas que se pasan a través del pozo perforado, registrando las variaciones de las propiedades físicas, químicas, mecánicas de la formación rocosa a medida que se profundiza el pozo.

El sistema GEONUC partió del análisis de las condiciones específicas de Cuba, por ello dentro del mismo fueron desarrollados algoritmos propios, que tuviesen en consideración la litología específica de los yacimientos cubanos y el equipamiento utilizado. Todo esto permitió recuperar la información de más de mil pozos registrados, reinterpretarlos y reevaluarlos a la luz de nuevos conocimientos y nuevas metodologías de interpretación desarrolladas en Cuba.

En GEONUC se desarrolló una metodología de interpretación para las rocas vulcanógeno sedimentarias, ejemplificada en el yacimiento Pina de la Cuenca Central de Cuba, donde se destaca la metodología desarrollada para el cálculo de la arcillosidad y la porosidad efectiva. La aplicación de estos métodos evidenció que los métodos manuales, que anteriormente se utilizaban por el servicio geológico nacional provocaban errores e imprecisiones en las conclusiones.

**Palabras clave:** geofísica, registro de pozo, petrofísica, análisis de núcleos o testigos.

## Abstract

Well logging investigations have an important roll during the oil exploration activities. Well logging uses the information from well logging instruments, given us information about the rocks variation of property (physic, chemistry, mechanic and other properties) while increase the depth of the well.

GEONUC system takes in consideration the Cuban specific conditions, that's why were developed special algoritms that considered the lithology and the equipment were used to register the information. Using this system was possible recovery information from more than 1000 wells and reevaluated them using new knowledge and new methods developed in Cuba.

GEONUC included a new method to do the interpretation of volcanic- sedimentary rocks as we found in Pina oil field in the Central basin of Cuba, like the method of clay evaluation and porosity determination. Using those methods was possible detected errors in previous conclusions.

**Keywords:** geophysic, well logging, petrophysic, core analysis

## Introducción

Las investigaciones geofísicas de pozos juegan un papel importante en los trabajos de exploración y explotación de los reservorios de hidrocarburos. Se basan en el procesamiento de las señales obtenidas por sondas que se pasan a través del pozo perforado, registrando las variaciones de las propiedades físicas, químicas, mecánicas de la formación rocosa a medida que se profundiza el pozo.

En las condiciones de Cuba, son rocas atípicas, las capaces de contener hidrocarburos: serpentinitas, tobas, rocas efusivas, aunque también se encuentran en carbonatos y areniscas. Además las sondas utilizadas por el servicio geológico cubano son generalmente fabricadas en Rusia, de buena tecnología, pero en su mayoría analógica, desarrolladas no a partir de modelación y algoritmos, sino a partir de mediciones en bancos de prueba. Todo esto dificulta la automatización de la adquisición y aun mas el procesamiento. El sistema GEONUC partió de este análisis, por ello dentro del mismo fueron desarrollados algoritmos propios para las condiciones de Cuba, que tuviesen en consideración la litología específica de los yacimientos cubanos y el equipamiento utilizado.

Además en el modulo de adquisición fueron desarrollados códigos que permiten transformar las mediciones de los registros realizados con equipamiento ruso, registrados en unidades particulares a registros evaluados, expresados en las unidades internacionalmente aceptadas. La transformación incluye la rectificación de las profundidades, la corrección por la presencia de elementos traza, las correcciones por las condiciones técnicas de medición. Todo esto permitió recuperar la información de mas de mil pozos registrados, reinterpretarlos y reevaluarlos a la luz de nuevos conocimientos y nuevas metodologías de interpretación desarrolladas en Cuba.

La interpretación de la combinación de los métodos geofísicos permite realizar una descripción de la composición litológica, evaluar las propiedades de la formación, tanto de la parte solida como del fluido que la satura, la identificación de aquellos intervalos con hidrocarburos móviles.

La información continua que representa la interpretación de los registros geofísicos se complementa con la información puntual que brindan los análisis del lodo de perforación, las muestras de canal (roca triturada durante la perforación y que se traslada en el lodo), el análisis de los núcleos, los resultados de las pruebas de formación y de los ensayos en los pozos, que al ser mas costosos en la actualidad hay una tendencia a su disminución, pues encarecen mucho la perforación de pozos de hidrocarburos.

En GEONUC se desarrollo una metodología de interpretación para las rocas vulcanógeno sedimentarias, ejemplificada en el yacimiento Pina de la Cuenca Central de Cuba. También se destaca la metodología desarrollada para el cálculo de la arcillosidad y la porosidad efectiva. La aplicación de estos métodos evidencio que los métodos manuales, que anteriormente se utilizaban por el servicio geológico nacional, dejaban intervalos con saturaciones de hidrocarburos sin detectar y esto provocaba errores en las conclusiones.

La interpretación de la combinación de los métodos geofísicos permite realizar una descripción de la composición litológica, evaluar las propiedades de la formación, tanto de la parte solida como del fluido que la satura, la identificación de aquellos intervalos con hidrocarburos móviles.

## Los objetivos del presente trabajo son mostrar los resultados del:

- Desarrollo de modelos matemáticos y sistemas de computación para el procesamiento de los datos adquiridos durante las mediciones geofísicas de pozo.
- Definir un indicador de arcillosidad satisfactorio para el reservorio de rocas volcánicas.
- Desarrollo de un modelo litológico y una metodología para el cálculo de los perfiles de arcillosidad y porosidad en tobas.
- Determinación de los parámetros característicos para las tobas y desarrollo de los códigos de computación que permiten hacer la evaluación estructural del espacio poroso.

### Indicador de arcillosidad.

Normalmente un intervalo arcilloso se caracteriza por presentar valores de SP- aumentado, aumento del diámetro del pozo incluyendo valores de derrumbe en el Caliper, valores elevados de Gamma ray y ubicación de los puntos en los gráficos cruzados MN en la parte inferior y central del grafico. Estas características no se observan en los sellos de los yacimientos de las rocas vulcanógeno sedimentarias, por lo que ni el Gamma ray ni el SP pueden ser utilizados. En GEONUC se define un nuevo indicador para estas rocas, a partir de las relaciones de porosidad aparente en calizas ( $R_{xy}$ )

$$R_{xy} = (1 - \emptyset_x) / (1 - \emptyset_y) \quad (1)$$

Donde “x” y “y” pueden ser en principio s(sónico), n(neutrónico) o d(densidad).

En otra notación utilizando la ecuación general de registro de porosidad

$$R_{xy} = [(1 - \emptyset_{xmat}) - X(\emptyset_{xsh} - \emptyset_{xmat})] / [(1 - \emptyset_{ymat}) - X(\emptyset_{ysh} - \emptyset_{ymat})] \quad (2)$$

Donde X esta acotada entre 0 y 1 y se expresa como  $X = V_{sh} / (1 - \emptyset_{ef})$  (3)

De acuerdo con la expresión (2) en un intervalo de arcilla ( $V_{sh} = 100\%$ )  $R_{xy}$  se expresa

$$R_{xy} = R_{xysh} = (1 - \emptyset_{xsh}) / (1 - \emptyset_{ysh}) \quad (4) \text{ Y}$$

cuando solo tenemos matriz, o sea  $V_{sh} = 0\%$

$$R_{xy} = R_{xymat} = (1 - \emptyset_{xmat}) / (1 - \emptyset_{ymat}) \quad (5)$$

El registro sónico resulto ser el mejor indicador de arcillosidad basado en la comparación con los resultados de mediciones en núcleos de arcilla.

### Metodología para determinar la porosidad y la arcillosidad simultáneamente.

Los pasos de la metodología incluyen:

Determinar a través del grafico cruzado los valores de  $R_{sn}$  y  $R_{sd}$  en los puntos de arcilla y matriz utilizando las expresiones (4 y 5) o asumido de pozos aledaños cuando en el pozo interpretado no se detecten estos intervalos.

Escalando linealmente entre estos valores se obtiene el perfil de arcillosidad.

Determinar los valores de porosidad aparente en caliza de la matriz tobacea con porosidad efectiva nula, a partir de las relaciones establecidas mediante modelación físico matemática de la herramienta rusa SRK-1 y de la comparación con los valores de porosidad medidos en el laboratorio.

Fijadas las constantes, se realiza un proceso iterativo, empleando las ecuaciones del registro (6), derivada del índice propuesto, tomando como inicial para el Vsh el valor obtenido del escalamiento lineal obtenido en el punto 2.

$$L = L\varnothing_{ef} + LshVsh + (1 - \varnothing_{ef} - Vsh)L_{mat} \quad (6)$$

Donde L-lectura del registro en cuestión (densidad, porosidad neutrónica,  $\Delta T$  del sónico,  $\Sigma$  en el registro de impulso neutrónico).

Los resultados obtenidos frente al sello en los diferentes pozos analizados concuerdan con los reportados en la literatura para la arcillas seca, componente fundamental (montmorillonita). También se detecto correspondencia entre los valores de porosidad efectiva calculados y los medidos en los núcleos de esos mismos intervalos.

#### Criterios estructurales de los reservorios

Por primera vez se reportaron los parámetros de las tobas, necesarios para la construcción de los gráficos telaraña y mariposa [10]. En la literatura solo existía el reporte para las calizas y arenas. La graficación y evaluación de los perfiles de porosidad y resistividad, utilizando estos parámetros permite definir el tipo de reservorio presente en el intervalo, según sea su ubicación en los cuadrantes.

**Tabla I.** Resultados de la determinación de los parámetros para la confección de los gráficos de telaraña en las tobas.

Roca	Fo	$\varnothing_o$
Carbonatos	193.8	7.088
Arenas	24.4	16.78
<b>Tobas</b>	<b>91.56</b>	<b>14.09</b>

**Tabla II.** Códigos desarrollados específicamente para las condiciones de Cuba.  
[3, 4 y 7]

No	Impacto en la etapa de:	Código	Descripción
1	Recolección de información preliminar sobre el área y el pozo	Manager de GEONUC	Crea la base de datos y permite su actualización.
2	Edición y reparación de perfiles	Modulo ADC GNEditor GNRUS	Digitalización, visualización, edición. Amarre de profundidades, filtrado de señales. Correcciones y reescalamiento
3	Análisis cualitativo de perfiles	Modulo BIC GNPINA GNOUT MAWA2	Gráficos cruzados de formaciones, de matriz y de fluidos. Gráficos cruzados dispersos de Rxy. Gráficos telaraña y mariposa para determinar estructura en tobas, calizas y arenas. Gráficos abanicos para determinar estructura
4	Análisis cuantitativo de perfiles	GNPINA GN GNOUT	Obtención de perfiles de resultados de $\varnothing_{ef}$ , Vsh, Sw, mh, F, Ip para las tobas. Obtención de perfiles de resultados de $\varnothing_{ef}$ , Vsh, Sw, Soil, composición litológica de la matriz para los carbonatos y arenas.
5	Presentación de los resultados	GNOUT LOGSHOW COLIT	En gráficos y textos. En gráficos y tablas combinando los registros iniciales con los resultados de la interpretación. Programa para la confección de la columna litogeofísico de los pozos, incluyendo los registros, resultados de ensayos y pruebas de formación, corte de núcleos, etc.
6	Fundamentación petrofísica	TOOL	Herramienta para el calculo de las dependencias entre $\Delta T$ y la porosidad, determinación del $\Delta T_{esq}$ y la velocidad de las ondas acústicas en la litología seleccionada para trabajar

### Metodología para la determinación de la sección eficaz macroscópica de absorción de neutrones de las tobas( $\Sigma_{tobas}$ )

Para poder utilizar el método de impulso neutrónico en la determinación de los parámetros de los reservorios utilizando la expresión (6) es imprescindible conocer el valor de  $\Sigma_{tobas}$ , cuando la porosidad efectiva es nula. Por ello se desarrollo una metodología para determinar la sección macroscópica de absorción de los neutrones de las tobas cubanas, utilizando para ello una modificación del método de Czubek [14] e implementándola en el prisma de grafito del InSTEC.

Se utilizó un método de medición de la sección eficaz utilizando una fuente de neutrones isotópica colocada en el interior del prisma de grafito. Aunque esta basado en el principio del método de la pila de Mireille, sin embargo se hacen otras consideraciones, ya que se dispone en general de una pequeña cantidad de muestra. Por lo tanto es necesario realizar la calibración a partir de muestras con sección de absorción conocida. A partir de esto se establece una curva de calibración y se estima con determinada aproximación el valor de la sección de absorción de la muestra de roca.

$$\Sigma = S_w \Sigma_w \Sigma_{ef} + (1 - S_w) \Sigma_h \Sigma_{ef} + \Sigma_{sh} V_{sh} + (1 - \Sigma_{ef} - V_{sh}) \Sigma_{mat} \quad (7)$$

Los valores de  $\Sigma_{mat}$ ,  $\Sigma_{sh}$ ,  $\Sigma_w$  y  $\Sigma_h$  son conocidos, aunque la de la matriz  $\Sigma_{mat}$  y la de la arcilla  $\Sigma_{sh}$  dependen de la composición de esas rocas. La presencia de elementos traza altamente absorbentes de neutrones en la matriz de la roca puede alterar las conclusiones y afectar sustancialmente la interpretación de este método.

Las muestras estudiadas fueron trituradas hasta granos de 1mm y colocadas en un volumen de 130ml. La muestra se sitúa en el centro del prisma de grafito en el canal de medición a 65cm de la fuente que esta ubicada a su vez a 20cm de una de las caras del prisma en el propio canal de medición. El detector es de BF3 (trifloruro de boro) y se coloca cerca de la muestra a 20cm. La fuente de Pu-Be tiene una salida neutrónica de  $10^6$  n/s. Todo el sistema es calibrado empleando varias muestras artificiales con diferentes soluciones de ácido bórico con  $\Sigma$  conocido. Los puntos de calibración se ajustan a una recta: intensidad relativa de conteo contra sección eficaz de absorción. Los resultados obtenidos se reflejan en la tabla III. Los resultados obtenidos corresponden a muestras de tobas del yacimiento Pina de la Cuenca Central Tabla III. Resultados obtenidos en la determinación de la sección eficaz macroscópica de absorción.

**Tabla III.** Resultados de la determinación de la sección absoluta total.

Muestra	$\sigma_n^{-1}$	Sección absoluta total, uc	error
Grafito	79	2,99E-04	64.4
0,3	94	1,91E+01	64.0
0,5	99	3,00E+01	64.2
0,7	87	4,09E+01	64.4
0,8	81	4,64E+01	64.2
Pina N1	91,1	20.82207	64.3
Pina N2	89,4	19,77858	64.4

#### Método de impulso neutrónico(Generador de neutrones INK-7)

La sección microscópica de absorción ( $\sigma_{abs}$ ) caracteriza a cada elemento químico que aparece en la formación y presenta, para los elementos mas frecuentes, un comportamiento inversamente proporcional con la velocidad de los neutrones. La  $\Sigma_{form}$  (resultado de las  $\sigma_{abs}$  de los elementos de la formación y de sus números de nucleos presentes por unidad de volumen) y por ende  $\zeta_{form}$  (tiempo de vida media de los neutrones en la formación) constituyen constantes que caracterizan a la formación. Así por ejemplo en zonas que contienen mayoritariamente petróleo, por ser este un absorbedor relativamente pobre de neutrones, el  $\zeta_{form}$  será mayor que en aquellas que contienen agua de formación, las cuales, por su alto contenido de sales de cloro, absorben bastantes neutrones. En esta diferencia de los  $\zeta_{form}$  es en la que descansa el método de identificación de las zonas petroleras de las zonas acuíferas.

La puesta en marcha, automatización y desarrollo de programas para la interpretación del método de impulso neutrónico [6 y 19] permitió implementar un método eficaz para detectar los intervalos saturados de petróleo y con precisión definir la zona de contacto agua petróleo dentro del reservorio dentro de pozos encamisados. Esto permite

optimizar el proceso de ensayo y evaluación de los pozos, así como su explotación y elimina la posibilidad de dejar pasar por alto intervalos de interés.

Para validar los resultados se realizó la determinación de  $\zeta$  del agua potable (concentración de cloro de 0,01g/l) en un tanque de calibración con un valor de  $(212\pm 3)\mu\text{sec}$ , el cual se aleja del valor teórico de  $206\mu\text{sec}$  en menos de 3%. Además se determinó el  $\zeta_{\text{mar}}$  con concentración de cloro de 35g/l en el litoral obteniéndose un resultado experimental de  $(145\pm 5)\mu\text{sec}$ , el cual se aleja del valor teórico reportado en la literatura[23] de  $135\mu\text{sec}$  en menos de 8%. Como parte de la validación se realizaron mediciones en dos pozos de la costa norte de conjunto con la firma Schlumberger Surencó S.A. Los resultados se observan en la tabla IV

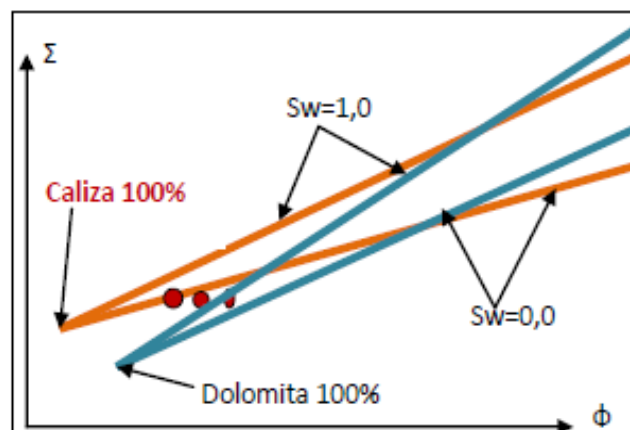
**Tabla IV.** Resultados de la validación de los resultados de interpretación con el INK-7

Pozo	Intervalo, m	Producción anterior estimada por otros métodos	Estimación a partir del INK-7	Matriz rocosa	Salinidad del agua de formación, g/l
MMar1	2885-2900	Agua y poco petróleo	agua	Caliza	60
	2679-2691	agua	agua	arenisca	60
	2550-2565	petróleo	petróleo	caliza	60
V12	1757-1775	Agua y asfalto	agua	Caliza y dolomita	18
	1700-1724	Agua y petróleo	Petróleo*	caliza	18
	1620-1670	petróleo	petróleo	caliza	18

\*en el intervalo 1725-1740m el INK-7 determinó agua, por lo que el contacto agua-petróleo (CAP) debería estar a 1725m.

Como se observa en la figura 1, un error en la determinación de la matriz de la roca puede conllevar a errores en la interpretación de los resultados. En la figura se muestra como un mismo intervalo si lo interpreta como con matriz de caliza es petrolífero ( $S_w=0$ ), mientras que si lo interpreta erróneamente como dolomita es acuífero ( $S_w=1$ )

**Fig. 1.** Ejemplo de Interpretación del registro de impulsos neutrónicos



La corrección por la presencia de elementos traza

La concentración de samario y gadolinio (venenos) es baja, medible en ppm y su presencia fue determinada por análisis por activación neutrónica en muestras de rocas [5]. La presencia de estos elementos en las formaciones afecta y altera los resultados de los métodos neutrónicos, alterando el valor de porosidad medida con estos métodos, debido a la capacidad que tienen estos elementos de absorber neutrones, simulando la presencia de más hidrógeno en la roca. En las formaciones estudiadas las concentraciones de tierras raras oscila entre 5 y 10ppm. La corrección por el efecto de los venenos reportada por el fabricante de la sonda neutrónica SRK-1 consideraba solo la presencia de boro, por lo que fue necesario evaluar el efecto de otros venenos sobre la medición.

Metodología desarrollada:

Se implemento la técnica de parámetros integrales, que permite determinar la variación de los valores de la porosidad registrada debido a las perturbaciones de las propiedades físico neutrónicas, a través del cambio de los recorridos libre medio del neutrón térmico y epitérmico originado por dichas perturbaciones. Teniendo como punto de partida los registros del equipo en función de la porosidad y utilizando el conjunto de programas NDLHANDL, GEOVAL y DIFSTUDY se calculo la longitud de migración (M) para la matriz pura, sin venenos en todo el rango de porosidad (o a 100%). Esto permitió obtener las curvas de registro(R ) en función de la longitud de migración, la cual fue ajustada la expresión semiempírica:

$$R = R_{mat} [(M_{mat}/M_{mat} - M_f)(1 - M_f/M)]^N \quad (8)$$

Donde R<sub>mat</sub>- el registro en la matriz pura con porosidad 0%, M<sub>mat</sub>- la longitud de migración de la matriz pura, M<sub>f</sub>- longitud de migración del agua, N- coeficiente adimensional de ajuste que considera factores geométricos del sistema de medición.

Utilizando la expresión (8) se obtuvo la curva de registro – porosidad para diferentes concentraciones de venenos, calculando la longitud de migración de la formación en el rango de porosidad de 0 a 100%. Adicionando a la matriz caliza con diferentes concentraciones de venenos en un rango de 50 a 1000ppm, se obtuvieron las dependencias de registro en función del área de migración, notándose que el efecto en la longitud de migración es mas apreciable en las zonas de baja porosidad altas longitudes de migración. La presencia de concentraciones de gadolinio, samario y boro provoca una disminución de la longitud de migración con el aumento de los contenidos de los venenos con un comportamiento asintótico. Mientras mayor es la capacidad absorbente del veneno mas rápidamente se alcanza este valor asintótico. Con vista a simplificar los cálculos se ajustaron las correcciones de porosidad obtenidas en función de la concentración de boro solamente, calculándose una concentración de venenos equivalentes al boro, según la expresión:

$$ppmBeq = [B] + [Sm] \{ (\sigma_{Sm}/A_{Sm}) / (\sigma_B/AB) \} + [Gd] \{ (\sigma_{Gd}/A_{Gd}) / (\sigma_B/AB) \} \quad (9)$$

donde: [B][Sm][Gd] concentraciones de boro, samario y gadolinio en ppm,  $\sigma_{Gd}$  y  $\sigma_{Sm}$  – sección microscópica de absorción del gadolinio y el samario, en barns, AB, A<sub>Sm</sub>, A<sub>Gd</sub> – Índice de masa del boro, el samario y el gadolinio, en UMA.

Para determinar el corrimiento de la porosidad por efecto de veneno se utilizo la siguiente expresión:



$$\emptyset = P_0 e^{[P_1 \ln(\text{ppmBeq})]} e^{-[P_2 \text{ ppmBeq}]} \quad (10)$$

Donde  $P_0$ ,  $P_1$  y  $P_2$  polinomios de la porosidad sin corregir por efecto de venenos obtenidos de ajustes multiparamétricos según:

$P_k = \sum A_i \emptyset^i$  (i de 1 a 5),  $A_{ik} = \sum B_{ijk} C^j$  (j de 0 a 2),  $\emptyset$ - porosidad neutrónica sin corregir, en %,  $\emptyset^i$  – porosidad neutrónica corregida por efecto de veneno, en %, K- índice del polinomio, C- concentración de venenos en ppmBeq.

Todos los ajustes fueron testados rigurosamente, obteniéndose en todos los casos la reproducción de partida con una variación relativa inferior al 2%. Esto fue posible gracias al empleo de polinomios de alto grado. Estos ajustes son válidos para la sonda SRK-1, donde prevalece el efecto de la absorción sobre la moderación de los neutrones. Cuando por el contrario predomine el efecto de moderación de los neutrones, ya no tiene significación la presencia de elementos tierra rara, pues su efecto es sobre la absorción de neutrones térmicos y no sobre la moderación.

**Tabla V.** Corrección ( $\Delta\emptyset$ , %) por la influencia del boro para el método Neutrón Neutrón Compensado.

Contenido de boro, mg/cm <sup>3</sup>	$\emptyset$ (NNC), %			
	5	10	20	30
0,1	-1,0	-0,5	-0,5	-1,5
0,2	-1,5	-1,0	-0,6	-2,0
0,3	-2,0	-1,5	-0,5	-2,0
0,4	-2,3	-2,2	-0,4	-1,5

**Tabla VI.** Corrección ( $\Delta\emptyset$ , %) por la influencia del boro para el método Neutrón Gamma Carotage.

Contenido de boro, mg/cm <sup>3</sup>	$\emptyset$ (NGC), %			
	5	10	20	30
0,1	-1,0	-2,0	-3,5	-5,0
0,2	-2,1	-3,7	-6,0	-9,0
0,3	-3,0	-5,0	-8,5	-12,0
0,4	-3,8	-6,0	-10,0	-14,0

La influencia del hierro se considera en la corrección por el efecto de la pirita (ver tabla VII). La influencia del hierro es diferente en las calizas y en las arenas cuarcíferas, por los valores de la corrección se aprecia que hasta contenidos máxicos de 5% de pirita la corrección puede ser desestimada.

**Tabla VII.** Corrección (- $\Delta\emptyset$ , %) por la influencia del hierro (pirita)

Método y equipamiento (A:DRST-3-90, B:SP-62)	Contenido de pirita, % máscico	$\emptyset$ (NNC), %			
		5	10	20	30
<b>Areniscas cuarcíferas</b>					
NGC-60,A,B	5	2,1	2,6	3,5	4,1
	10	4,1	5,0	6,7	8,0
	15	4,7	6,0	8,5	11,0
NNCt-50,A	5	1,0	1,4	2,1	2,3
	10	2,0	2,9	4,1	4,6
	15	3,0	4,2	5,7	6,8
NNCt, K-7	5	0,7	1,0	1,5	1,6
	10	1,3	1,7	2,6	3,2
	15	2,0	2,5	3,6	4,4
<b>Caliza</b>					
NGC-60,A,B	5	0,8	1,2	1,6	1,8
	10	1,5	2,4	3,1	3,5
	15	2,3	3,5	4,4	5,4
NNCt-50,A	5	0,6	0,9	1,2	1,4
	10	1,2	1,8	2,8	3,0
	15	1,6	2,6	4,1	4,8

## Otras aplicaciones

Resultados de la diferenciación de Dagamal y Bruja. [8]

Fm. Brujas (*Turoniano* K<sub>2</sub><sup>t</sup>): Litológicamente corresponde a andesitas, dacitas, tobas de diferentes granulométricas, tobas vitroclásticas, tufitas. En los pozos del yacimiento Pina se pueden observar las tobas de diferentes granulometrías y muy subordinadamente andesitas. En los pozos el espesor no sobrepasa los 400m. Estas tobas son productoras de hidrocarburos en el yacimiento Pina.

Fm. Dagamal(*Campaniano* K<sub>2</sub><sup>cp</sup>): Compuesta por tobas cristaloclásticas y vitroclásticas de composición andesítica, tufitas y limolitas tobáceas, intercaladas entre tobas hay margas y lutitas en la que se encontró fauna del K<sub>2</sub><sup>cp</sup>. El espesor se calcula en 200m, aunque en los pozos de Pina el espesor oscila entre 400 y 600m. Estas tobas son productoras de hidrocarburos en el yacimiento Pina.

Como se observa no existe una clara diferenciación por la simple observación de las rocas que las componen, aun cuando presentan algunas diferencias de textura. En la Fm. Dagamal describen en los núcleos una textura mas fina y la roca se encuentra muy fracturada, mientras que en la Fm. Bruja la textura es mas gruesa aunque también esta muy fracturada.

Gráficos de Telaraña y Mariposa: Estos gráficos sirven para resolver problemas que se presentan en el estudio de medios porosos complejos. Se basa en observaciones empíricas y estudios de laboratorios realizados para la solución de la ecuación de Archie.

En las figuras 2-5 se observa una división en cuadrantes, cada uno de ellos representa una región a la cual se atribuyen características petrofísicas bien definidas, utilizando los parámetros establecidos para este tipo de roca (ver tabla1).

Gráficos de Telaraña:

Cuadrante Noroeste (NW): Alta porosidad de tipo primaria o vugular. Permeabilidad muy alta.

Cuadrante Noreste (NE): Porosidad primaria alta no interconectada. En Pina los puntos correspondientes a este cuadrante no se asocian a reservorios.

Cuadrante Sudoeste (SW): Roca fracturada de alta permeabilidad y baja porosidad. En las tobas de Pina los puntos que caen este cuadrante se asocian a reservorios si las porosidades se acercan al valor límite del cuadrante (14%)

Cuadrante Sudeste (SE): Rocas de baja permeabilidad y porosidad primaria relativamente baja.

Gráficos de Mariposa: Al igual que el grafico telaraña no tiene fronteras estrictas. Los cuadrantes NE y SW corresponden a rocas de bajas porosidades. En el cuadrante NE rocas de baja permeabilidad carentes de porosidad secundaria. Las rocas del cuadrante SW rocas fracturadas de baja porosidad.

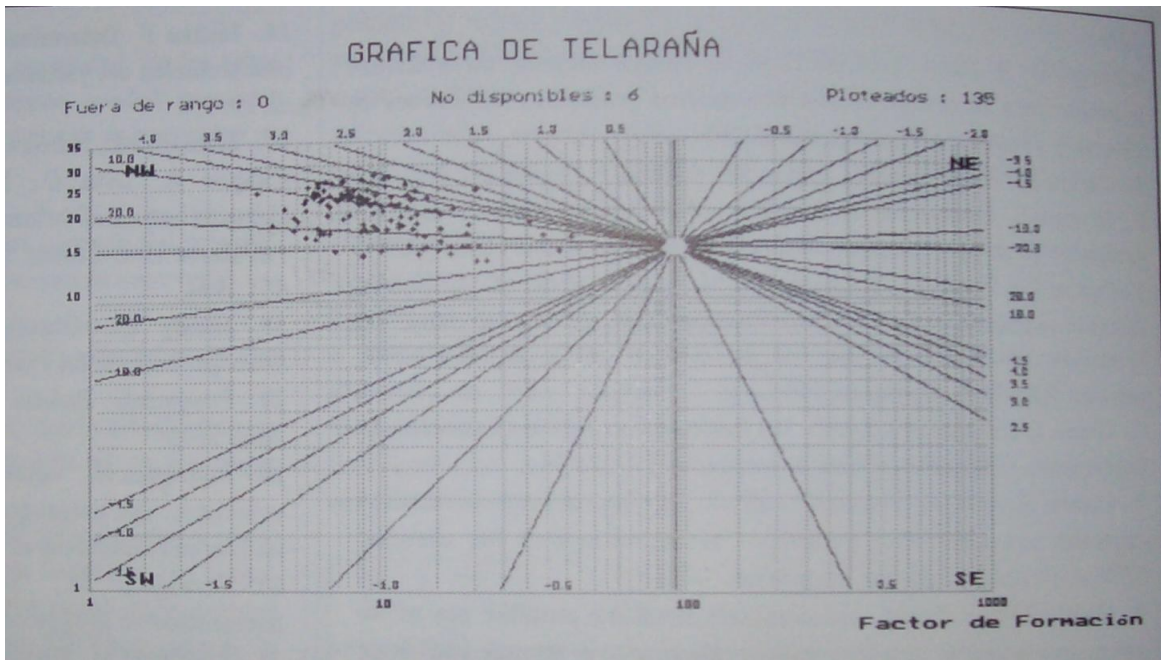
En el cuadrante SE rocas con porosidad vugular y fracturas de alta capacidad de flujo. En la Fm. Dagamal debe haber rocas que se ubiquen fundamentalmente en el cuadrante NW. Mientras que las rocas de la Fm. Bruja se ubican tanto en el NW como en el SW.

Utilizando los gráficos de Telaraña y Mariposa fue posible fundamentar la división de las dos formaciones a partir de este criterio.

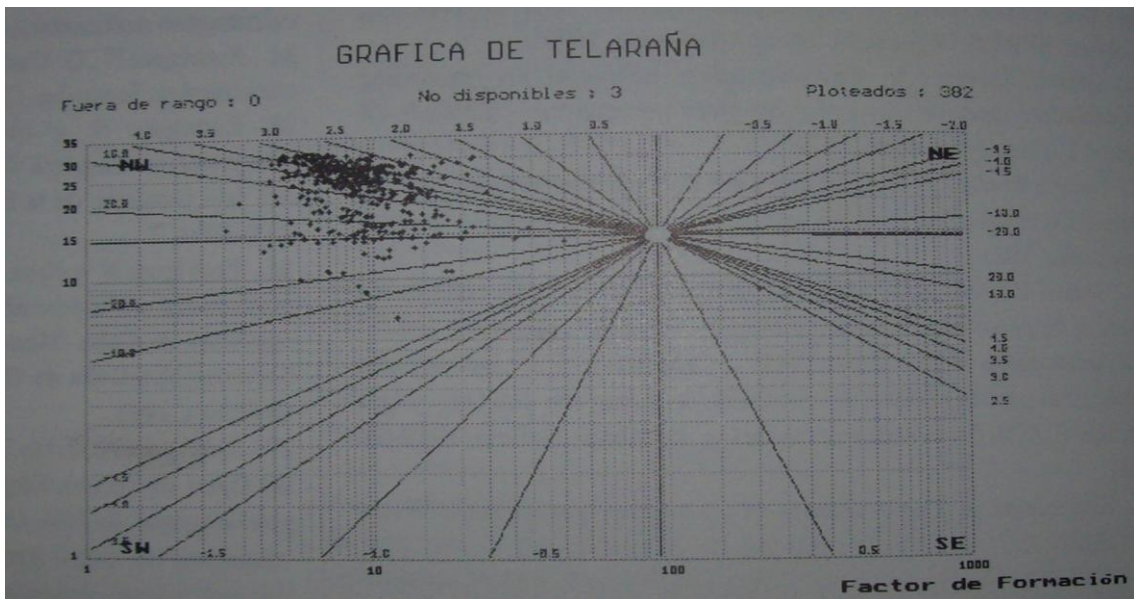
**Tabla VIII.** Resultados de la aplicación de los gráficos de Telaraña y Mariposa de GEONUC.

Pozo de Pina	Intervalo estudiado, m	Intervalos referido a la Fm. Dagamal, m	Intervalo referido a la Fm. Bruja, m
2	805-936	805-840	840-936
3	893-1060	-----	893-1060
23	934-1090	934-953	953-1090
24	835-984	835-843	843-984
26	625-1060	625-700	700-1055*

\*el registro geofísico terminó a 1055m.



**Fig.2** Pozo 2, intervalo 805-840m



**Fig. 3.** Pozo 2, intervalo 840-936m



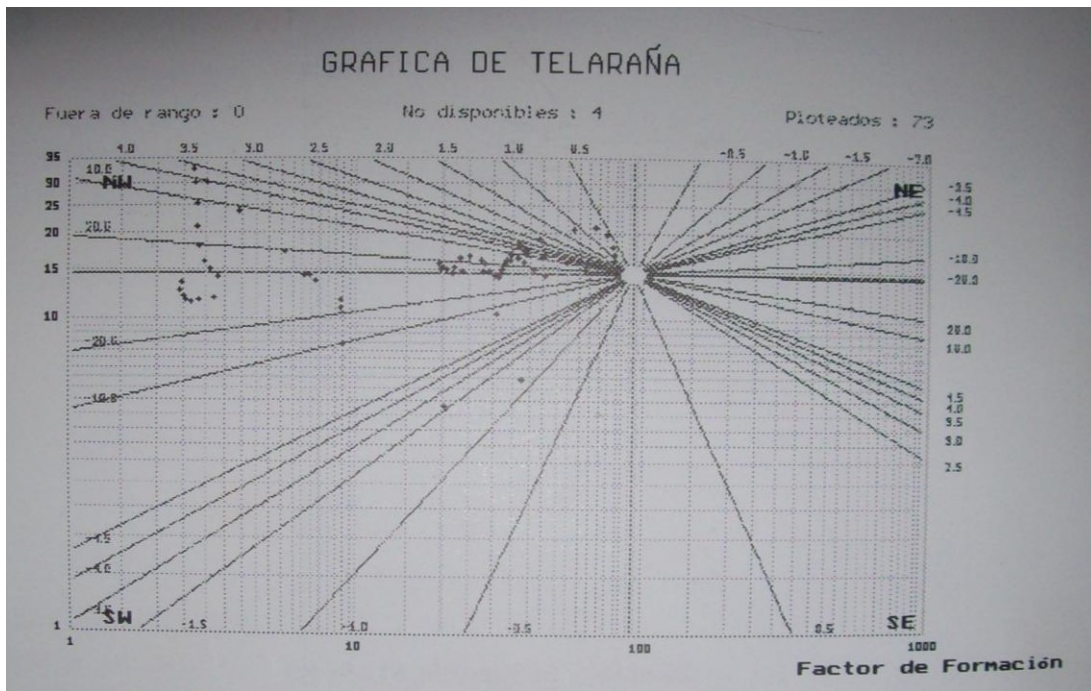


Fig. 4. Pozo 23, intervalo 934-953m

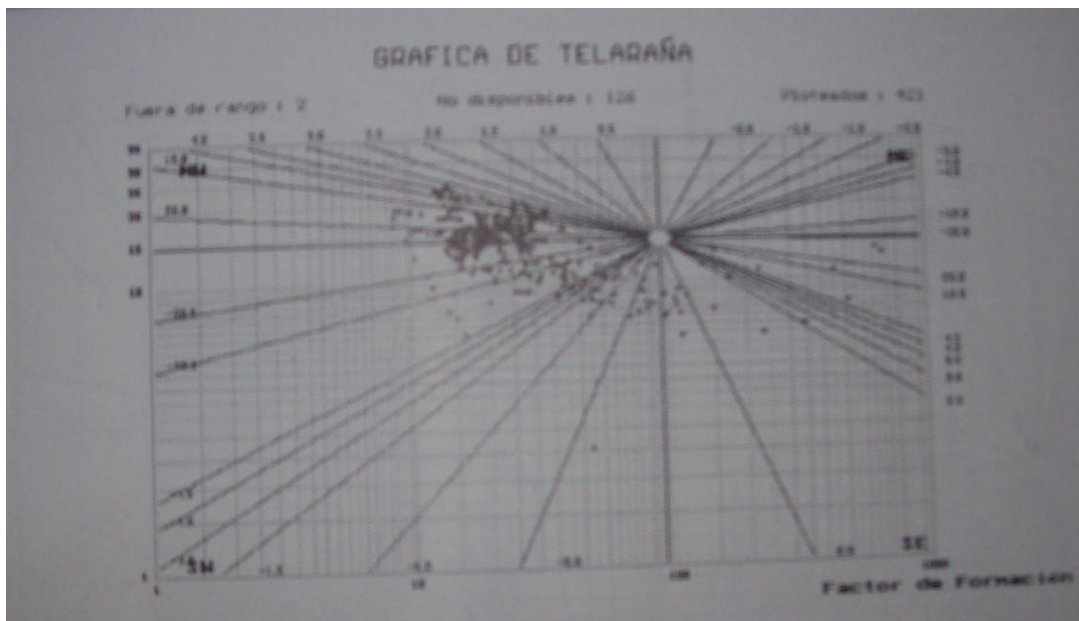


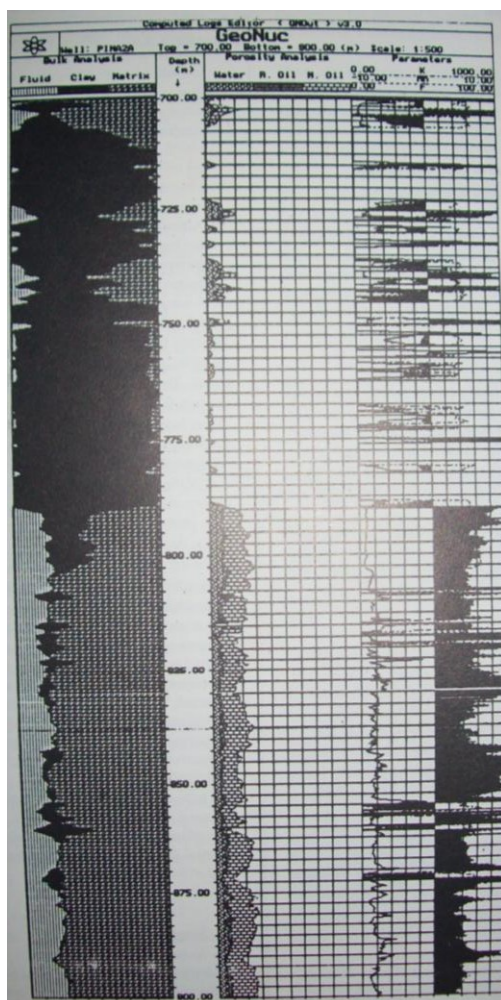
Fig.5. Pozo 23, intervalo 953-1090m.

Resultados de la interpretación de pozo de la costa norte con rocas carbonatadas [4]

La evaluación del pozo PE4 hasta la profundidad de 1732m incluyó el estudio de secuencias de la UTE Placetas (productora de hidrocarburos en los yacimientos Boca de Jaruco y Varadero), así como rocas de la UTE Camajuani (Fm. Margarita). Ambas Unidades Tectono – Estratigráficas con interés gasopetrolífero. Estas secuencias de rocas carbonatadas fueron investigadas mediante la recuperación de núcleos laterales, registros geofísicos de pozos e investigaciones hidrodinámicas, con el objetivo de definir la litología (tipo de roca presente) y la caracterización del reservorio.

La utilización del sistema modular GEONUC en el proceso de interpretación incluyó las evaluaciones cualitativas de la estructura de los reservorios con los gráficos cruzados tipo Chandelier, lo cual permitió recomendar para su ensayo a aquellos intervalos con mejores propiedades, teniendo en cuenta que al utilizar GEONUC es posible seleccionar el modelo de interpretación más adecuado de acuerdo con la información de partida disponible.

La interpretación de las secuencias productoras en un pozo de los yacimientos de la costa norte de Habana- Matanzas aplicando el sistema GEONUC tuvo como objetivo mostrar la validez de la implementación de este sistema como sistema óptimo para la interpretación de rocas carbonatadas con estructura compleja del espacio poroso. Como resultado de la interpretación se obtiene información confiable sobre (ver fig. 6) el volumen de arcilla, la porosidad efectiva, la porosidad secundaria, la saturación de agua en la zona lavada y virgen, el volumen de hidrocarburos totales y móviles, la densidad de la roca matriz y la composición volumétrica de la matriz. A partir de esta información se facilita la selección de los intervalos de interés para ser evaluados y explotados. Estos resultados fueron corroborados por los resultados de los estudios petrofísicos en muestras de rocas y por los resultados de los ensayos e investigaciones realizadas en el pozo.



**Fig. 6** Resultados de la interpretación de un pozo de las rocas carbonatadas en la costa norte.

## Resultados alcanzados

Los resultados alcanzados consisten en:

- La disponibilidad de técnicas implementadas para la automatización de la digitalización, corrección por diferentes efectos y reescalamiento de los perfiles iniciales
- La disponibilidad de técnicas y códigos para la realización de correcciones por la profundidad (amarre), la eliminación de errores debido al equipamiento y la realización del control de calidad de los datos adquiridos
- La posibilidad de convertir las propiedades registradas<sup>1</sup> en valores de porosidad aparente en matriz de caliza o arenisca y como resultado de la interpretación compleja de los métodos obtener al final la variación de la porosidad efectiva en el pozo
- El desarrollo de gráficos cruzados para la interpretación cualitativa de la estructura de los reservorios cubanos
- La definición del índice de arcillosidad para las tobas cubanas a partir de la combinación de los métodos acústico-neutrónico y/o acústico-densidad, con mejores resultados que la combinación clásica de los métodos neutrónico-densidad.<sup>2</sup>
- La determinación de la porosidad neutrónica aparente de la toba, referida a la caliza, cuando la porosidad efectiva es nula determinada mediante la modelación físico-matemática de la herramienta rusa SRK.<sup>3</sup>
- La definición del complejo de métodos geofísicos óptimo para realizar las mediciones en cada yacimiento considerando la litología típica encontrada en los pozos. Los resultados alcanzados fueron comparados con los resultados obtenidos por firmas extranjeras con resultados positivos;
- La disponibilidad del programa LOGSSHOW, que permite realizar el análisis comparativo de los registros iniciales y los obtenidos producto de la interpretación, brinda la posibilidad de establecer criterios cualitativos para recomendar en cada área la variante mas efectiva de interpretación.

---

<sup>1</sup> Se trata de las siguientes propiedades: Intensidad de neutrones del Método Neutrón-Neutrón Compensado, Intensidad gamma secundaria del Método Neutrón-Gamma Carotage, Densidad de la roca medida con el Método Gamma-Gamma, Densidad y tiempo de propagación de las ondas medidas con el Método Acústico.

<sup>2</sup> En cuanto a criterios cualitativos para la definición de intervalos reservorios e intervalos de sellos en los cortes sedimentarios (calizas, dolomitas, areniscas) es factible utilizar los criterios establecidos sobre el comportamiento anómalo del Gamma ray y del SP frente a los sellos arcillosos. En las secuencias vulcanógeno sedimentarias presentes en la Cuenca Central el criterio fundamental para la diferenciación de reservorios y sellos lo aporta el comportamiento anómalo (Valores altos) del registro acústico frente al sello, mientras que frente al reservorio presenta valores bajos. Ni la resistividad, ni el Gamma ray, ni el SP se recomiendan para resolver la tarea de delimitar el sello del reservorio en estas rocas.

<sup>3</sup> Se utilizó la técnica de parámetros integrales, para lo cual se condensa una biblioteca de constantes físico-neutrónicas para el cálculo de los parámetros que describen las propiedades moderadoras y difusoras de las matrices porosas con una composición de mas de 10 elementos, determinados por análisis químicos, por análisis por activación neutrónica, análisis espectral y otras técnicas, que permitieron obtener información incluyendo los contenidos de elementos traza. La comparación de los resultados obtenidos con las mediciones de laboratorio y las pruebas de pozos permitió definir el modelo teórico, soportado por la base de datos petrofísicos, en base a lo cual se obtuvieron las expresiones matemáticas ajustadas para calcular los parámetros del reservorio.

## Conclusiones

- Los resultados alcanzados en el desarrollo de esta metodología han sido introducidos en la práctica social en las diferentes empresas y centros de investigación, lo que se evidencia en 10 certificados de introducción, que muestran las potencialidades de su implementación para la solución de problemas concretos de la prospección de petróleo en el país.
- El sistema se introdujo como medio didáctico en la docencia de pregrado y postgrado en el InSTEC [15, 16 y 21]: (i) Las herramientas y técnicas desarrolladas fueron incorporadas al programa de estudio de pregrado en las carreras de Ingeniería en Tecnologías Nucleares y Energéticas y Licenciatura en Física Nuclear y (ii) se utilizaron asimismo en las disciplinas de la Especialidad en Tecnología del Petróleo (Mención Perforación-Extracción) que desarrolló el InSTEC en dos ediciones, con 27 graduados.
- Los resultados obtenidos y el sistema completo han sido presentados en los eventos científico-técnicos más importantes de la región en la temática petrolera, que han tenido lugar en Argentina, Brasil, México, Trinidad y Tobago y Venezuela y en nuestro propio país.
- Lo anterior permite afirmar que el sistema modular complejo para la adquisición, procesamiento e interpretación de la información geólogo-geofísica de los pozos de petróleo, gas y agua de Cuba contribuye al aumento del prestigio del InSTEC como institución docente y de investigación vinculada a los problemas de la producción y, en primer lugar, prepara al país para dar respuesta a problemas de interés nacional.



## Bibliografía

- [1] Rodríguez N, López A, Rodríguez-Loeches J.A, Ramírez T, Moreno E y González G (1985). La utilización de la medición de la velocidad de propagación de las ondas elásticas para el estudio de las rocas colectoras. Reporte anual de la conferencia científica del ININTEF.
- [2] Montero M.E, Rodríguez N y otros. (1994). Multielemental characterization of volcanic and vulcanosedimentary rocks from Pina petroleum ore, Central Cuba. Nuclear Geophysics. Vol.8 No 4 pp361-371.
- [3] Rodríguez N, García C y otros (1994). GEONUC. Sistema modular para la interpretación compleja de los registros geofísicos de pozos de petróleo y gas. Memorias del VII Congreso Venezolano de Geofísica pp222-225.
- [4] Rodríguez N, García C y otros. (1995) Caracterización petrofísica de las secuencias productoras de hidrocarburos en un pozo de la costa norte de la República de Cuba aplicando GEONUC. Memorias del IV Congreso de la Sociedad Brasileira de Geofísica, Rio 95, pp775-779.
- [5] Montero M.E, Rodríguez N y otros. (1996) Concentraciones de los elementos traza en las rocas del yacimiento Martin Mesa. Revista Cubana de Física, vol 14, pp21-26.
- [6] Caballero R, Santos J, Rodríguez N y otros.(1996) Conformación y validación experimental del sistema de perfilaje neutrónico de impulsos para las formaciones petroleras cubanas. Revista Cubana de Física, vol. 14, pp67-71.
- [7] Rodríguez N, García C y otros (1996), Sistema modular para la interpretación compleja de registros obtenidos con diferentes tipos de tecnologías y para distintos tipos de rocas (carbonatadas, terrígenas y vulcanógeno sedimentarias). Memorias del VII Simposio de Geofísica. Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, pp305-313.
- [8] Rodríguez N, García C y Milian F (1996) Fundamentación geofísica de la división estratigráfica de las formaciones Dagamal y Bruja en los pozos del yacimiento Pina utilizando el sistema GEONUC. Memorias del VII Congreso Venezolano de Geofísica.
- [9] Montero M.E, Ortuela M, Herrera E, Rodríguez N y otros (1997) Multielemental characterization of ophiolites extracted from northern Havana – Matanzas petroleum fields. Revista de la Sociedad Española de física.
- [10] Frias D, Garcia c, Rodriguez N y Milian F (1997) Log evaluation of oil bearing volcanic sedimentary rocks in the Pina oil fields in central Cuba. Serie Ciencia y Técnica Petroleo. Petrobras S.A. pp27-36.
- [11] Rodríguez N y otros. (1997) Avances cubanos en la aplicación de la tecnología nuclear en la prospección de petróleo. Memorias del NURT97, pp 13-15.
- [12] Rodríguez N y otros (1998) Caracterización geológica geofísica y posición estratigráfica de las secuencias sellantes en la provincial gasopetrolífero sur cubana. Memorias del Congreso Geología y Minería 98, pp273-276.
- [13] Rodríguez N, Castillo G y Sotolongo A (1998). Posibilidades de optimizar el complejo de métodos geofísicos para la evaluación de la porosidad efectiva en los pozos. Memorias del Congreso Geología y Minería 98.
- [14] García L, Herrera E, Rodríguez N y Borrego Y.(2000). Un método para la determinación de secciones eficaces macroscópicas de absorción en muestras de rocas en geofísica de pozos. Memorias del Congreso Producción 2000 y III Workshop latinoamericano sobre la

aplicación de las ciencias a la Ingeniería del petróleo. Iguazú, Argentina.

- [15] Resolución No 159/2001 del MES. Especialidad en Tecnología del Petróleo (mención Perforación – Extracción)
- [16] Resolución Rectoral 29/2002. Autorización de la ejecución de la Especialidad en tecnología del Petróleo (mención Perforación – Extracción)
- [17] Rodríguez N, Sánchez Y, Rodríguez - Loeches J.A. (2002). Modelación de procesos con la utilización de las mediciones de laboratorio de petrofísica en la interpretación de la sísmica de pozo. Memorias del XI Congreso Venezolano de Geofísica.
- [18] Rodríguez N y otros (2003) Técnicas analíticas nucleares y software para el procesamiento de datos geológicos, geofísicos en el estudio de los reservorios de los pozos de petróleo. Revista brasileña.
- [19] Rodríguez N, Rivero D, García C y otros (2003) Equipo INK-7. Consideraciones sobre la aplicación práctica en Cuba. Boletín Ciencia y Tecnología del InSTEC.
- [20] Rodríguez N y otros (2004) Estudio preliminar de los sellos onshore. Revista brasilera.
- [21] Rodríguez N y otros. (2006) Técnicas Nucleares aplicadas en la prospección de petróleo. Manual electrónico para los alumnos de Ingeniería en Tecnología Nuclear y energética y Licenciatura de Física Nuclear. [www.intranet del InSTEC](http://www.intranet.instec.cu).
- [22] Certifica do de depósito legal facultativo de obra protegida. No.01593-15 de 1997.
- [23] Serra O. (1984) Fundamentals of well-log interpretation. Developments in petroleum science 15 A.

**Autores:**

**Dra. C. Norma Rodríguez Martínez**

**Dr. C. Carlos García Hernández**

**MSc. Lázaro García Parra**

Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas.

**MSc. Ana Luisa Sotolongo Garcia**

Centro de Investigaciones del Petróleo.

*Presentado: 7 de mayo de 2012  
Aprobado para publicación: 18 de junio de 2012*